



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema de generación híbrido para zonas no interconectadas de Colombia

Autor: Armando Diaz Motta

Tutor: Cristian Fábrega Gallego

Curso académico: 2019-2020

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Health Universitat
de Barcelona
Campus

INDICE

1.0 Introducción	1
2.0 Objetivos	2
3.0 Antecedentes	3
3.1 Situación actual	3
3.2 Consumo y costes actuales de la energía	4
4.0 Sistema de generación hibrido solar fotovoltaico y celda de combustible	7
4.1 Diseño tecnología solar fotovoltaica	8
4.2 Electrolisis y almacenamiento de hidrógeno	9
4.3 Selección celda de combustible	12
5.0 Análisis económico	16
5.1 Costes de inversión de capital	17
5.2 Costes de operación y mantenimiento	18
5.3 Estimación del coste nivelado de energía	19
5.4 Análisis de resultados	20
6.0 Conclusiones	23
7.0 Bibliografía	24
8.0 Anexos	26
Anexo 1.1 Desempeño sistema fotovoltaico Alto Baudó	26
Anexo 1.2 Desempeño sistema fotovoltaico Acandí	27
Anexo 1.3 Desempeño sistema fotovoltaico Cumaribo	28
Anexo 2.1 Balance de energía: producción-consumo Cumaribo	29
Anexo 2.2 Balance de energía: producción-consumo Acandí	30
Anexo 2.3 Balance de energía: producción-consumo Alto Baudó	31
Anexo 2.4 Graficas de desempeño del sistema de generación	32
Anexo 3.1 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Cumaribo	33
Anexo 3.2 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Acandí	34
Anexo 3.3 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Alto Baudó	35
Anexo 4.0 Mapa de irradiancia de Colombia	36
9.0 Abstract	37

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1 Ubicación geográfica de las ZNI en Colombia	3
Ilustración 3.2 Curva de carga Cumaribo promedio semanal	5
Ilustración 3.3 Curva de carga Acandí promedio semanal	5
Ilustración 3.4 Curva de carga Alto Baudó promedio semanal	6
ilustración 4.1 Esquema de generación hibrida renovable tipo isla	7
Ilustración 4.2 Esquema de un electrolizador PEM	10
Ilustración 4.3 Rango de operación y eficiencia del electrolizador PEM	11
Ilustración 4.4 Eficiencia del proceso de producción y compresión a 250 bar	12
Ilustración 4.5 Estructura básica de una célula de combustible	13
Ilustración 4.6 Curvas de potencia y eficiencia para una celda de combustible marca Siemens.....	13
Ilustración 4.7 Funcionamiento ideal del sistema de generación FV- celda de combustible- electrolizador en un día típico	14
Ilustración 5.1 análisis sensibilidad precio energía Cumaribo	21
Ilustración 5.2 análisis sensibilidad precio energía Acandí	21
Ilustración 5.3 análisis sensibilidad precio energía Alto Baudó	22

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Datos de las poblaciones seleccionadas en ZNI	5
Tabla 4.1 Resumen características de los sistemas fotovoltaicos y desempeño	9
Tabla 4.2 Comparativa de parámetros técnicos del mercado y los electrolizadores seleccionados ...	11
Tabla 4.3 Características de las celdas de combustible PEM	14
Tabla 5.1 Parámetros y costes de capital	17
Tabla 5.2 Cálculo coste compresión	18
Tabla 5.3 Costes de inversión de capital-CAPEX	18
Tabla 5.4 Costes de operación, mantenimiento (OPEX) y reemplazo de partes principales	19
Tabla 5.5 Precio de la energía a tasas de descuento 4% y 5%	20

1.0 Introducción

Colombia tiene el compromiso de garantizar a toda su población el suministro de energía eléctrica en condiciones confiables, accesibles, asequibles y sostenible ambientalmente, dentro del contexto de varios compromisos internacionales como son los objetivos de desarrollo sostenible ODS de Naciones Unidas No 7: “Energía Asequible y No Contaminante”, la Convención Marco sobre el cambio climático COP21 de Paris, y de su plan nacional de desarrollo PND-2018-2022. Por lo tanto, mientras existan grandes grupos de comunidades dispersas que aún no gozan del abastecimiento de energía limpia, confiable y segura que permita el desarrollo económico regional y el bienestar de las personas, es válido explorar vías alternativas de suministro de energía eléctrica basada en fuentes renovables y sostenibles.

El presente trabajo de fin de máster (en adelante TFM) busca explorar alternativas de generación autónoma o remota a través de sistemas híbridos compuestos por paneles solares fotovoltaicos que proporcionan energía eléctrica para alimentar las poblaciones durante el día, y en la noche se emplea una celda de combustible. El hidrógeno requerido para el funcionamiento de la celda de combustible es producido mediante el proceso de electrolisis del agua usando los excedentes de electricidad producidos por los paneles fotovoltaicos durante el día. Se incluyen además un sistema de compresión y almacenamiento de gas a presión, y los equipos auxiliares de proceso como de control de potencia. El límite de batería del sistema de generación no incluye los transformadores de salida hacia la red de distribución.

Se destaca el hecho que la configuración mencionada es capaz de satisfacer la demanda de energía de las comunidades 24 horas, 365 días al año, con una capacidad fotovoltaica instalada suficiente para atender una mayor demanda adicional durante el día. También el sistema propuesto posee la ventaja de ser modular y expandible, con bajos costos de operación y mantenimiento (en adelante O&M) y ciclos de vida útil de 20 años para la celda de combustible y electrolizador. Los paneles fotovoltaicos e inversor transitan hoy por los 25 años de servicio.

El TFM tiene como objetivo estimar el coste nivelado de la energía (en adelante LCOE) del sistema de generación híbrido descrito con el fin de compararlo con los costes actuales de generación en cada una de las comunidades seleccionadas. Los costes de la energía eléctrica en las zonas no interconectadas se han extraído del documento “Zonas no interconectadas-Diagnostico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2019” que publica anualmente la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019).

2.0 Objetivos

Realizar una evaluación técnico-económica a nivel de factibilidad de una propuesta de generación híbrida tipo isla “off grid” solar fotovoltaica con hidrógeno para zonas no interconectadas de Colombia (en adelante ZNI)¹.

Establecer una configuración operativa del sistema de generación renovable, y realizar el diseño conceptual de los principales equipos que se adecuen a las necesidades de las ZNI. Para cumplir este objetivo se seleccionaron las comunidades de Alto Baudó-Pie de Pato, y Acandí en el departamento del Choco, y por último Cumaribo en el departamento del Vichada.

Estimar los costes de inversión de capital CAPEX que comportan las configuraciones de los sistemas híbridos de generación renovable, así como, los costes de operación y mantenimiento OPEX. Por último, estimar el coste nivelado de generación de energía eléctrica para cada comunidad (en adelante LCOE).

Comparar los costes de generación de la energía eléctrica de los sistemas híbrido fotovoltaico y celda de combustible propuestos, contra los sistemas de generación actuales basados en combustibles diésel que operan en las poblaciones seleccionadas de las zonas no interconectadas (ZNI).

Presentar las conclusiones del estudio y recomendaciones.

¹ ZNI: Municipios y áreas rurales que no cuentan con acceso al sistema interconectado nacional (SIN), es decir, emplean sistemas aislados para generar su propia energía eléctrica.

3.0 Antecedentes

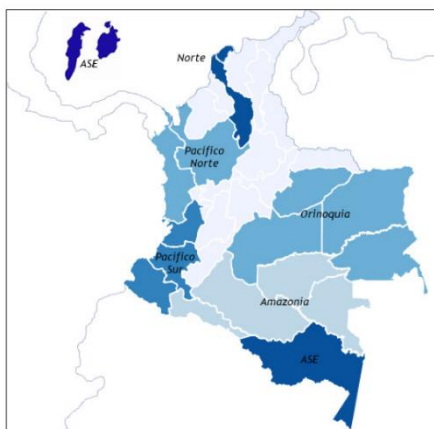
3.1 Situación actual

En Colombia se estima que un millón doscientas mil personas no tienen acceso a energía eléctrica del sistema interconectado nacional (SIN), estas personas están principalmente asentadas en localidades denominadas zonas no interconectadas (ZNI), ubicadas a lo largo de la geografía del país, ver ilustración 1.

La mayoría residen en la zona pacífica (norte y sur) que comprende desde el departamento de Nariño hasta el departamento del Chocó, allí se estiman que viven el 70% personas sin acceso a un servicio confiable de 24 horas de suministro eléctrico (El TIEMPO, n.d.); otras áreas sin cobertura del sistema interconectado nacional son la zona Orinoquia en el oriente; la zona Amazonia al sur, la zona Norte, y por último, las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y el departamento de Amazonas.

Las zonas ZNI cubren un área aproximada equivalente al 51% de la extensión del país, abarcan 74 municipios en los cuales hay alrededor de 1847 localidades o poblados que tienen servicios precarios de generación de energía con base en combustible diésel. Ver “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas” (IPSE, 2019).

Ilustración 1. Zonificación de las ZNI según alcance del documento de Diagnóstico ZNI 2019.



Fuente: SUI. 28 de febrero de 2019



Ilustración 3.1 Ubicación geográfica de las ZNI en Colombia. Mapa izquierda zonas en tono azul.
Fuente: (IPSE, 2019), (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019)

De acuerdo con el documento “Zonas no interconectadas-Diagnostico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2019” que publica anualmente la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019), en las ZNI se cuenta

con una capacidad instalada operativa de generación (Off-grid) de 241 MW, de los cuales el 4% solo es de fuente renovable, es decir, 9.67 MW.

Como se mencionó antes, la fuente primaria de energía de los sistemas de generación que operan en las ZNI está basada principalmente en combustibles fósiles (diésel), mientras que la fuente primaria renovable existente proviene de la tecnología minihidráulica y solar fotovoltaica de pequeña escala.

La calidad del servicio medida en términos de niveles de interrupción del servicio: duración y frecuencia de la interrupción, no cumple con las obligaciones de ley² en la mayoría de las poblaciones con plantas de generación menor a 1000 KW (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019). Se presentan muchas localidades ZNI con déficit de servicio menor a 10 a horas al día.

Históricamente estas comunidades han tendido una muy baja inversión de capital social por parte del estado, y por mucho tiempo han convivido con servicios públicos eléctricos precarios de muy baja calidad, por no decir, que inexistentes en varios de los municipios más alejados, generando un ámbito de pobreza energética, contaminación del ambiente por emisión de gases efecto invernadero, NOx, material particulado, y atraso socio económico. Lo anterior, no está en línea con los objetivos de desarrollo sostenible ODS de clima y energía.

3.2 Consumo y costes actuales de la energía

El perfil de los consumos de energía en las poblaciones seleccionadas para este estudio se ajusta a consumidores del tipo residencial, es decir hay muy poca carga reactiva, con factores de potencia superiores a 0.92. En estas áreas remotas se tiene muy poca presencia de consumidores industriales, y solamente el sector terciario alcanza a lo sumo una participación del 10%. Las poblaciones seleccionadas para este estudio están ubicadas en sitios de difícil acceso por vía terrestre, con abundantes fuentes de agua en forma de ríos y variados niveles de irradiación solar media diaria en el año. En la tabla 3.1 se puede observar el consumo de energía de los usuarios conectados al servicio público de energía, y los costes actuales de generación de energía (enero 2020).

² Resolución CREG 091 de 2007 art.33 y art 34

Tabla 3.1 Datos de las poblaciones seleccionadas en ZNI

Poblacion	Coordenadas		Temperatura media anual (°C)	Irradiación media diaria (KWh/m²) ³	Población (hab) aprox.	Consumo anual energía (KWh) ²	Coste generación energía fósil (USD/KWh) ¹
	Latitud	Longitud					
Cumaribo	4.43 N	-69.80	24.5	4.5-5.0	2890	3,387,200	0.286
Acandí	8.51 N	-77.28	24.8	4.0-4.5	12000	5,496,900	0.340
Alto Baudó	5.40 N	-76.97	26.0	3.5-4.0	9500	503,700	0.364

¹ la tasa de cambio: 1 USD=3350 \$Col

¹ <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/comerciales/consolidado-de-informacion-tecnica-operativa-zni>

² (IPSE, 2019)

³ <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Fuente: elaboración propia

Las ilustraciones 3.2, 3.3 y 3.4 muestran la curva de carga de potencia promedio mes de sus sistemas actuales de generación diésel. Estas curvas se elaboraron con información proveniente de la fuente (IPSE, 2019) del mes de diciembre de 2019 , con los datos que recopila el sistema telemático de monitoreo remoto del IPSE.

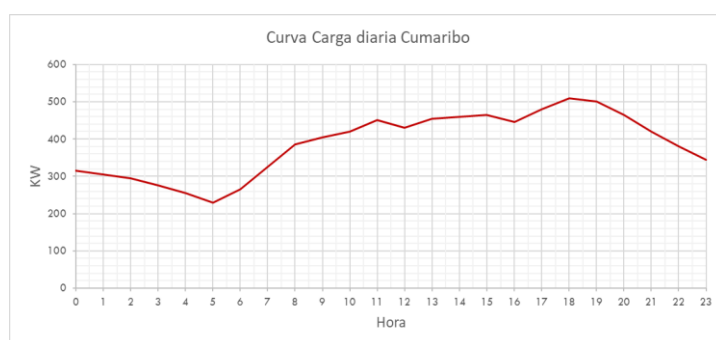


Ilustración 3.2 Curva de carga Cumaribo promedio semanal

Fuente: elaboración propia

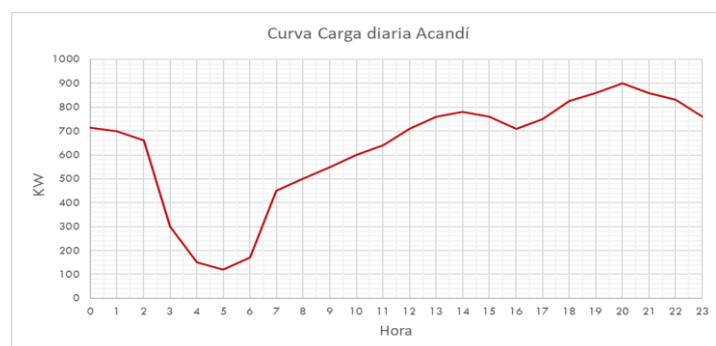


Ilustración 3.3 Curva de carga Acandí promedio semanal

Fuente: elaboración propia

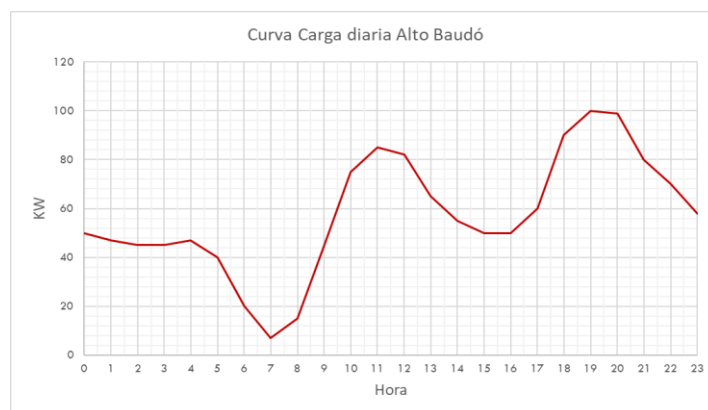


Ilustración 3.4 Curva de carga Alto Baudó promedio semanal
Fuente: elaboración propia

Los sistemas de generación en las poblaciones seleccionadas funcionan con motores diésel cuyas potencias van desde los 500 KW en Alto Baudó hasta los 1286 KW en Acandí. Estos sistemas son operados y mantenidos por empresas prestadoras del servicio a quienes el gobierno de Colombia les subvenciona el costo del galón de comburente, el transporte y almacenamiento. En casos específicos también brinda ayuda con otros gastos de la operación a ciertas poblaciones. (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019). La energía producida es entregada a la red de distribución en 13.2 KV.

En 2018 el gobierno de Colombia gastó más de 90 millones de dólares (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD], 2019) en subsidios de energía para las zonas no interconectadas, con el fin de cubrir la diferencia entre los costes reales del servicio eléctrico (generación, distribución, comercialización), y lo que se cobra a la mayoría de usuarios 0.075 USD/KWh que corresponde a la tarifa del estrato más bajo en el país.

4.0 Sistema de generación híbrido solar fotovoltaico y celda de combustible

El sistema híbrido de generación renovable propuesto es una microred que se compone de un sistema solar de paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino que transforman la radiación solar disponible en energía eléctrica; estos paneles están acoplados a un sistema de control de energía (EMS-Energy Management System) que tiene como prioridad enviar la electricidad hacia la red de distribución AC de la comunidad con el fin de cubrir la demanda, y si hay exceso de electricidad, esta se emplea en producir hidrógeno verde en un electrolizador de membrana de electrolito de polímero-PEM- hasta llenar los tanques, operación que tendrá lugar mientras haya radiación solar. El hidrógeno de alta pureza es comprimido y almacenado a 250 bar en tanques de acero que tienen la capacidad de almacenar para dos días de autonomía.

Una vez decline el sol en el horizonte entrará en funcionamiento una celda de combustible tipo PEM “Proton Exchange Membrane” la cual producirá energía eléctrica con la suficiente potencia para atender la demanda energética de la noche y madrugada del siguiente día. Esta es la estrategia de operación escogida para el sistema híbrido (Luta & Raji, 2019). El agua producida por la celda de combustible será reutilizada en un ciclo cerrado para producir hidrógeno en el electrolizador.

En la ilustración 4.1 se muestra la configuración de la microred (Ghenai et al., 2020) donde en una barra colectora de corriente directa (DC) recibe la energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos y de la celda de combustible, desde esta barra el inversor de corriente DC-AC convierte la corriente directa a corriente alterna (AC) que se enviará a la comunidad para cubrir la demanda 24h-7d.

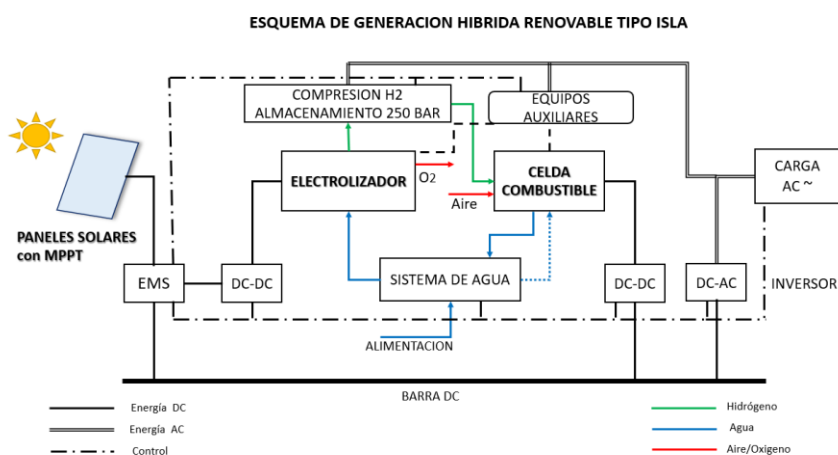


ilustración 4.1 Esquema de generación híbrida renovable tipo isla
Elaboración propia

Se incluyen los convertidores de voltaje DC-DC requeridos para acoplar el voltaje y corriente de los paneles fotovoltaicos al voltaje y corriente requeridos por el electrolizador para su funcionamiento, así como, acoplar el voltaje y corriente de salida de la celda de combustible. Toda esta electrónica de potencia hoy es de elevada eficiencia y alta confiabilidad para este tipo de aplicaciones.

Los sistemas auxiliares y el sistema de compresión de hidrógeno auto consumirán energía producida por el mismo sistema híbrido como se muestra en la ilustración 4.1.

4.1 Diseño tecnología solar fotovoltaica

El diseño del sistema tipo isla (off-grid) de paneles fotovoltaicos se realizó con la ayuda de la herramienta desarrollada por instituto JRC “European Commission Joint Research Centre”, llamada PVGIS³-Photovoltaic Geographical Information System, versión 5, dispuesta en línea para uso abierto que contiene las bases de datos de radiación solar para Colombia de los años 2005 a 2015.

Las premisas de diseño usadas en la herramienta para determinar el sistema solar fotovoltaico que satisfaga las características del modo de operación son las siguientes:

- Modo “off-grid” no conectado a red.
- Se incorporaron las coordenadas geográficas de las 3 comunidades, todas ubicadas en latitudes norte muy cerca al ecuador.
- Uso de células de silicio cristalino y paneles con orientación fija.
- Se adoptó la opción de valor óptimo de ángulo de inclinación en todos los casos.
- Se introdujo el consumo horario en formato decimal (tanto por uno) acorde con cada una de las curvas de demanda de potencia horaria de las comunidades objeto de estudio.
- Se empleó el artificio de fijar la capacidad de la batería en 1 Wh con límite de descarga de batería en 40% (cutoff limit), con el fin de que el programa arroje la cantidad de energía no capturada por la batería la cual emplearemos como la energía en exceso que alimentará el proceso de electrolisis del agua para producir hidrógeno.

Con respecto a la potencia pico instalada del sistema de paneles solares se realizaron varias iteraciones siempre buscando que la energía entregada por el sistema fuera suficiente para cubrir la demanda de potencia en el día, y la producción de hidrógeno requerida para atender la demanda de potencia en horas nocturnas con la celda de combustible. Este criterio fue empleado para el (los) mes(es) con menor radiación solar del año, con lo cual busca adicionalmente, reducir la presión de tener alta

³ <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

capacidad de almacenamiento de hidrógeno. Bajo esta premisa de seleccionar la potencia nominal del sistema para los meses de menos radiación solar, el sistema de generación tendrá que realizar vertidos de energía en los otros meses del año. Este estudio no tiene por objetivo buscar nuevos usos u aplicaciones donde se podría emplear este exceso de energía.

La siguiente tabla 4.1 muestra las características técnicas de 3 los sistemas fotovoltaicos seleccionados, la demanda diaria de cada comunidad, la producción de energía anual esperada, y los valores de desempeño de cada sistema donde se resalta la baja productividad o “yield plant” por debajo de 1300 horas.

Tabla 4.1 Resumen características de los sistemas fotovoltaicos y desempeño

	Acandi	Cumaribo	Alto Baudó
Parametro			
Latitud Norte (°)	8.51	4.43	5.40
Longitud (°)	-77.28	-69.80	-76.97
Temperatura ambiente prom. (°C)	26.0	24.5	24.8
Potencia Pico (KWp)	10600	6600	1200
Capacidad bateria (Wh)	1	1	1
Limite de descarga (%)	40	40	40
Inclinacion (%)	11	7	7
Azimut (°)	32	12	32
Consumo comunidad_AC (KWh/dia)	15060	9280	1380
Produccion energia (KWh/año)	12,898,520	8,118,423	1,272,411
Desempeño			
Potencia modulo STC (-3%) W	354	354	354
Altura panel (mm)	1960	1960	1960
Ancho panel (mm)	992	992	992
Numero de modulos (min)	29944	18644	3390
Area paneles solares (m²)	58220	36250	6591
’Eficiencia@25 años (%)	80	80	80
Densidad de potencia (W/m²)	193	193	193
Productividad KWh/KW (h)	1217	1230	1060

Fuente: elaboración propia

4.2 Electrolisis y almacenamiento de hidrógeno

Como se mencionó la producción de hidrógeno se realizará mediante el proceso de electrolisis del agua aprovechando los flujos de corriente en exceso que producen los paneles fotovoltaicos durante el mes de menor radiación. En el anexo No 1 se incluyen los reportes del desempeño de los sistemas fotovoltaicos con la producción mensual de energía para cada población, se aprecia claramente el mes donde hay menos producción de energía. La cantidad de hidrógeno que se requiere en el mes con menor radiación define la potencia mínima que debe tener el sistema fotovoltaico.

La tecnología escogida es la electrolisis de membrana de electrolito de polímero-PEM, o también conocida por su expresión en inglés “Proton Exchange Membrane”, la cual no siendo tan madura como la tecnología de electrolisis alcalina, si ofrece varias ventajas como operar con altas densidades de corriente (diseño compacto), funcionamiento en todos los rangos de corriente o carga sin perder eficiencia (rangeabilidad), maneja altas presiones muy útiles a la hora de tener que almacenar a alta presión (60 bar). A esto hay que sumarle cortos tiempos de arranque en frio, y operación a baja temperatura menor de 100°C. Estas características hacen que el electrolizador PEM sea adecuado para una operación dinámica en todo el rango de carga (Buttler & Spliethoff, 2018).

En la ilustración 4.2 se presenta el esquema típico de operación de un electrolizador PEM.

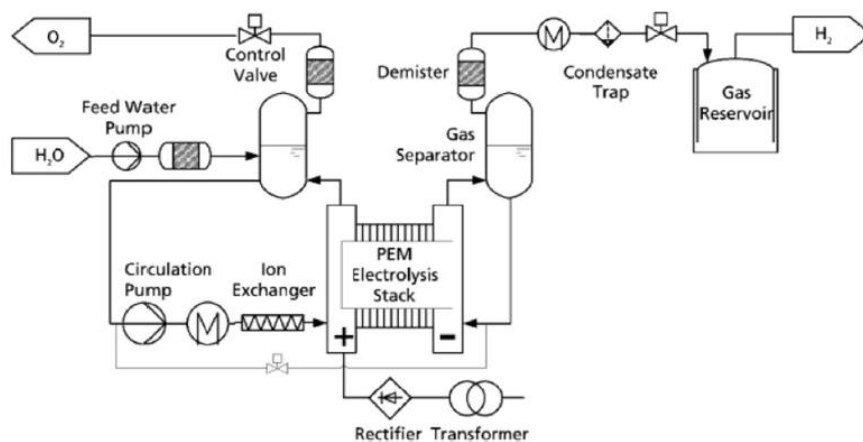


Ilustración 4.2 Esquema de un electrolizador PEM
Fuente: (Buttler & Spliethoff, 2018)

El electrolizador producirá hidrógeno de acuerdo con m en la siguiente expresión:

$$P_{ele} = \frac{m \text{ LHV}_{H2}}{\eta_{ele}}$$

Donde: $\eta_{ele} = 0.62$ eficiencia del electrolizador

LHV=33.3 poder calorífico bajo del hidrógeno (Kwh/Kg)

m = flujo masico de hidrógeno (Kg/h)

P_{ele} = Potencia suministrada por paneles fotovoltaicos (Kw)

La tabla 4.2 presenta las condiciones técnicas que ofrece el mercado comercial de los electrolizadores a 2018. Al lado se incluyen las características de los equipos de electrolisis a emplear en cada sistema de generación, donde resalto que la eficiencia usada en los cálculos de producción fue de 62% con un consumo de energía de 53.7 KWh/kg de hidrógeno. Estos valores son totalmente accesibles con la tecnología actual. En el anexo 2 se incluyen los balances de energía con los cálculos de producción

mensual y anual de hidrógeno para los 3 casos de generación considerados, empleando el poder calorífico bajo del hidrógeno (LHV) de 33.3 KWh/kg.

Tabla 4.2 Comparativa de parámetros técnicos del mercado y los electrolizadores seleccionados

Electrolisis	Mercado ²			
	Zonas no interconectadas- ZNI			
		Alto Baudó	Cumaribo	Acandí
Temperatura célula (°C)	50-80	50-80	50-80	50-80
Presión típica (bar)	20-50	60	60	60
Densidad corriente (A/cm²)	1.0-2.0	~1.8	~1.8	~1.8
Flexibilidad operación (% carga nominal)	0-100	0-100	0-100	0-100
Tiempo arranque en frío	5-10 min	5	5	5
Tiempo arranque en caliente	< 10 s	10	10	10
Eficiencia nominal del "stack" (LHV)	60-68%	62% ¹	62% ¹	62% ¹
Consumo específico de energía (KWh/kg)	48.8-55.5	53.7	53.7	53.7
Eficiencia sistema con auxiliares y compresión (LHV)	46%-60%	56%	56%	56%
Consumo específico de energía (KWh/kg) sist.	55.5-72.2	59.3	59.3	59.3
Consumo de agua (L/kg)	15 ³	15	15	15
Potencia nominal max por "stack" (KW)	2000	400	2300	4000
Producción nominal por "Stack" (Kg/h)	38	7	43	74
Área de la celda (m²)	<0.13			
Vida útil (Kh)	60-100	80	80	80
Degradación eficiencia (%/año)	0.5-2.5	0.5	0.5	0.5

LHV hidrógeno= 119.9 MJ/kg ó 33.3 KWh/kg

¹ Eficiencia promedio en la vida útil 80.000 horas asumiendo degradación de 0.5% año

² Fuente : (Buttler & Spliethoff, 2018)

³ Fuente: (FCHJU, 2017)

Fuente: elaboración propia para la información sin citas.

Los rangos de operación del electrolizador se han sobrepuesto con líneas amarillas sobre la curva de voltaje y corriente del modelo Siemens (Siemens, 2015), con el fin de observar la eficiencia y consumo de energía específico a lo largo de todo el rango de corriente de carga. Ver ilustración 4.3.

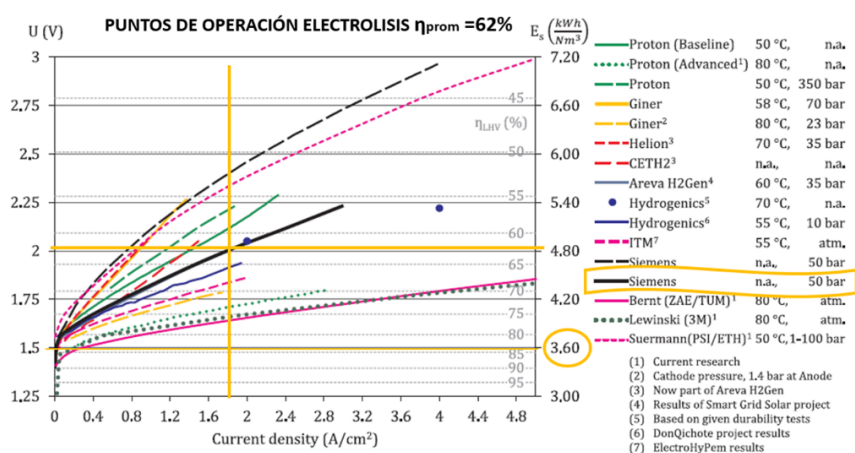


Ilustración 4.3 Rango de operación y eficiencia del electrolizador PEM

Fuente: (Buttler & Spliethoff, 2018) y elaboración propia

Resumiendo, tenemos que el sistema empleado para producir hidrógeno operará con una eficiencia promedio a lo largo de la vida útil de 20 años (80000 horas) de 62%, empleará 54 KWh por cada kilogramo de hidrógeno producido, y si consideramos comprimir a 250 bar para almacenar, consumirá menos de 6 KWh (DOE, 2009) . Con lo cual la eficiencia del sistema de producción y almacenamiento a presión se estima en 56%.



Ilustración 4.4 Eficiencia del proceso de producción y compresión a 250 bar
Fuente: Elaboración propia

Con respecto al almacenamiento este se efectuará en tanques fijos de acero carbono con la siguiente capacidad de almacenamiento:

- Acandí: 900 kg de hidrógeno
- Cumaribo: 560 Kg hidrógeno
- Alto Baudó: 100 Kg hidrógeno

Como se mencionó son volúmenes suficientes para tener hasta dos días fuera de operación en labores de mantenimiento tanto el sistema de paneles fotovoltaico como la electrolisis. Este criterio de diseño reduce el tamaño de los compresores y tanques, por lo tanto, baja presión a la inversión de capital de los sistemas de generación en procesos de alto coste como son la compresión y almacenamiento.

4.3 Selección celda de combustible

La celda de combustible es una de las tecnologías más limpias y eficientes para generar electricidad, puesto que no hay combustión, es un equipo que convierte la energía química de la molécula de hidrógeno en energía eléctrica, tal como un electrolizador se compone de un ánodo, cátodo, y electrolito. La energía eléctrica se genera por la oxidación del hidrógeno liberando en esta reacción química agua y calor. El tipo escogido para este TFM es de electrolito de polímero más conocida como PEMFC o PEFC “polymer electrolyte fuel cell”; con temperaturas de operación por debajo de 80°C. Son ideales para aplicaciones en generación distribuida y en vehículos por su rápida respuesta a los cambios de carga, soportando altas densidades de corriente y requiriendo hidrógeno de la más alta pureza.(Hall, 1987).

La ilustración 4.5 presenta la estructura básica de una célula de combustible, donde los protones viajan desde el ánodo a través de la membrana de polímero hacia el cátodo. Los electrones liberados

en el ánodo viajan por el circuito de la carga hasta el cátodo donde se recombinan. En aplicaciones de generación energía remota el volumen de hidrógeno y del aire se controla con precisión para entregar la potencia requerida por la carga AC de la red.

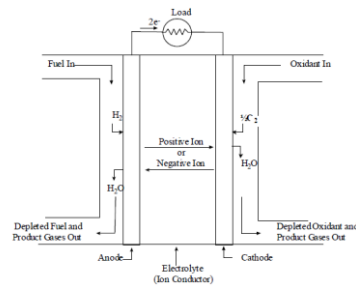


Ilustración 4.5 Estructura básica de una célula de combustible
Fuente: (Hall, 1987)

La potencia eléctrica producida por la celda de combustible viene dada por la expresión:

$$\text{Potencia}_{\text{celda}} = N \times V_c \times I_c$$

Donde: N = Numero de células en serie de la celda

Vc= Voltaje de la célula (V)

Ic= Corriente de la célula (A)

La eficiencia eléctrica de la celda viene dada por:

$$\eta_{\text{celda}} = \frac{P_{\text{celda}}}{m \text{ LHV}_{\text{H}_2}}$$

Donde: $\eta_{\text{celda}} = 0.50$ eficiencia celda de combustible

LHV=33.3 poder calorífico bajo del hidrógeno (Kwh/Kg)

m= flujo masico de hidrógeno (Kg/h)

Pcelda = Potencia suministrada por celda de combustible (Kw)

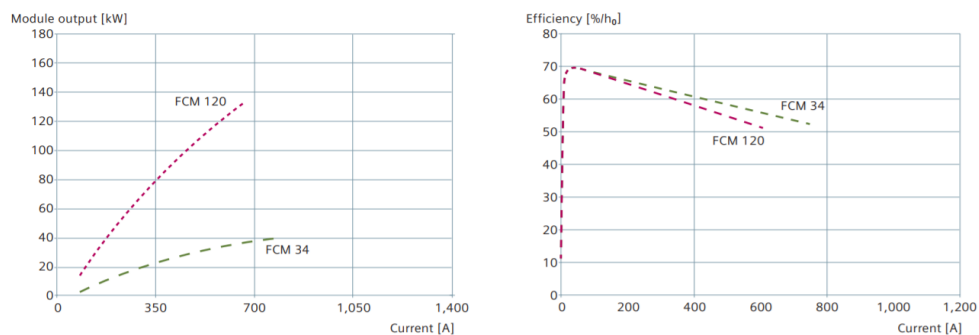


Ilustración 4.6 Curvas de potencia y eficiencia para una celda de combustible marca Siemens
Fuente: Siemens. SYNAVI PEM Fuel Cells

En la ilustración 4.6 se aprecia como la eficiencia de una celda “comercial” incrementa cuanto baja la carga o densidad de corriente. Este aspecto es destacable para nuestro caso generación tipo isla donde la operación de la celda de combustible se hace con bajo factor de capacidad. A continuación, se presenta en la tabla 4.3 las características de las celdas de combustión requeridas para satisfacer las demandas de carga en las 3 poblaciones consideradas.

Tabla 4.3 Características de las celdas de combustible PEM				
Celda de combustible	Mercado	Zonas no interconectadas- ZNI		
		Alto Baudó	Cumaribo	Acandí
Potencia nominal "stack" (KW)		110	500	900
Voltaje salida Inversor (Vac)		480	480	480
Consumo nominal H ₂ (Kg/H)		6.6	30.0	54.0
Temperatura célula (°C)	40-80	40-80	40-80	40-80
Eficiencia nominal del "stack" (LHV)	50-60% ¹	50%	50%	50%
Eficiencia sistema con auxiliares (LHV)	40-50%			
Eficiencia Inversor (%)	98%	98	98	98
Vida útil (Kh)	60-80 ²	80	80	80

LHV hidrogeno= 119.9 MJ/kg ó 33.3 KWh/kg

¹ Fuente: (Siemens AG, 2016)

² Fuente: (IEA Agency, 2015)

Fuente: elaboración propia donde no hay citas

La ilustración 4.7 muestra la forma típica como operarían acopladamente las dos fuentes de generación solar fotovoltaica y celda de combustible a lo largo de un periodo de 24 horas. Se ha incluido la operación del electrolizador para que se aprecie su comportamiento durante el día. Vale la pena aclarar que la curva de energía entregada por los paneles fotovoltaicos es el reflejo de promedios aritméticos diarios que arroja PVGIS durante 10 años. Por lo tanto, es una curva idealizada y no muestra la verdadera variabilidad de la energía proveniente del sol debido a nubes, temporadas de lluvias, temporadas secas, etc. Esta variabilidad afectaría en la misma proporción la forma de operación del electrolizador (Scamman et al., 2014).

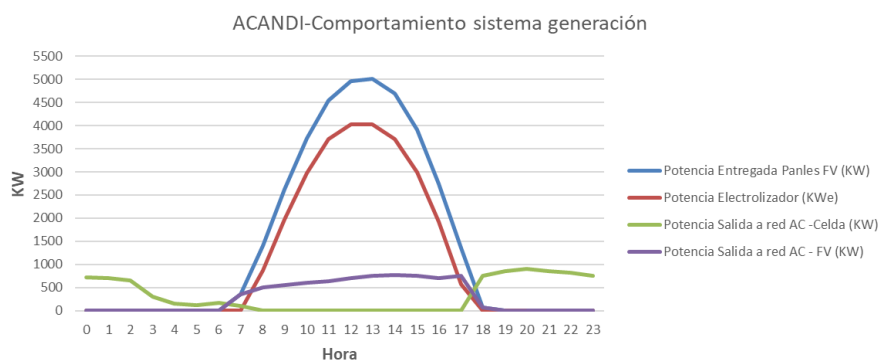


Ilustración 4.7 Funcionamiento ideal del sistema de generación FV - celda de combustible-electrolizador en un día típico.

Fuente: elaboración propia

En el anexo No 2 se incluyen los balances de producción de energía de las dos fuentes renovables implicadas en el sistema de generación híbrida que se estudia en este TFM: los paneles fotovoltaicos y las celdas de combustible. Así como las gráficas de comportamiento del sistema de generación en las poblaciones de Cumaribo y Alto Baudó. La premisa de no almacenar hidrógeno por más de dos días debido a su alto coste conlleva a que el exceso de energía producida por los paneles solares no se transforme en hidrógeno, por lo tanto, ese exceso si no se encuentra como aprovecharlo en otro proceso productivo haría parte de la ineficiencia del sistema, y esa energía debe ser vertida.

Si se quiere optimizar el diseño del sistema de generación y en general todos los componentes de la microred se necesitaría pasar a una fase con más desarrollo de ingeniería para crear un modelo, y simular los flujos de corriente y potencia 24 horas 365 días bajos distintas estrategias de control. Este modelo permitiría definir una estrategia de control que priorice el balance entre suministro y demanda, además, minimice el tamaño de los equipos, aumente el factor de capacidad, y, por consiguiente, disminuya el CAPEX de las inversiones. Realizar este tipo de simulaciones esta fuera del alcance de este estudio.

5.0 Análisis económico

En este capítulo se desarrolla inicialmente la estimación de costes de inversión CAPEX y de operación OPEX para los tres sistemas de generación híbridos en las poblaciones de Acandí y Alto Baudó departamento del Chocó, y Cumaribo departamento del Vichada. Luego se efectúa la estimación del coste de la electricidad generada empleado el método del costo nivelado de energía-LCOE. Por último, se comparan los resultados del precio de la energía limpia con los costes actuales de los sistemas de generación diésel recreando diferentes escenarios para medir la sensibilidad del precio a la inversión de capital y el consumo final de energía.

En razón a que este TFM corresponde a una fase de factibilidad de proyectos, la metodología de estimación de los costes de inversión a emplear es la estimación análoga basada en costos factorizados de equipos, es decir en costos parametrizados por unidad de potencia⁴, con la cual es posible obtener un presupuesto clase IV con -15%, +50% precisión.

El presupuesto de inversión de los sistemas de generación se estimará teniendo en cuenta los siguientes componentes: el coste de los equipos principales, los cuales estarán indexados en base a un parámetro de coste en dólares americanos (USD) por unidad de potencia (KW); los costes de compresión utilizan el parámetro de coste (USD) por flujo masico de hidrógeno a comprimir (Kg H₂/h); los costes de almacenamiento de hidrógeno emplean el parámetro de coste (USD) por masa de hidrógeno (Kg H₂); estos parámetros fueron adoptados de la referencia (FCHJU, 2017), y en general son comúnmente usados en la industria de las energías renovables. Para completar el presupuesto de inversión se incluyen el coste de los diseños e ingeniería, gestión de proyecto, commissioning y puesta en marcha; así como el coste del terreno y la obra civil donde se implantarán los paneles fotovoltaicos, la electrolisis, celda de combustible, almacenamiento de hidrógeno, equipos de control de potencia y equipos auxiliares o también llamados “balance de planta”.

Vale la pena señalar que el 90% del área requerida por el proyecto de generación se ocupa con los paneles fotovoltaicos, y estimamos que el 10% restante le corresponde a los equipos principales y balance de planta.

La literatura revisada indica que tanto la electrolisis, celda de combustible, los tableros de control de potencia, y equipos auxiliares son ensamblados dentro de contenedores que facilitan el transporte, instalación, interconexión y puesta en operación de forma rápida. Esta forma de diseño y manufactura compacta-modular se conoce como “plug and play”. Con esto en mente la obra civil se limita básicamente a construir un piso en concreto para apoyar los contenedores y una cubierta techo para

⁴<http://www.anvari.net/Risk%20Analysis/17r-97.pdf>. Figura 1 clasificación general de estimados de costos. Pag2.

protección del sol y lluvia de equipos y los operadores del sistema. Los tanques de almacenamiento pueden permanecer a la intemperie.

5.1 Costes de inversión de capital

Una vez establecidas las premisas y estructura del presupuesto de capital de inversión que será igual para los tres sistemas de generación, se revisaron varias fuentes de información en busca de obtener las relaciones de costes del mercado por unidad de potencia para los equipos principales y auxiliares. En la siguiente tabla 5.1 se resumen los parámetros de referencia y coste unitario de capital que se emplearon para el cálculo del coste nivelado de la electricidad.

Tabla 5.1 Parámetros y costes de capital

Equipos principales	Párametro de coste	Costes de Mercado (USD)
1 Sistema Paneles fotovoltaicos ¹	KWp	1100 ⁵
2 Electrolizador y auxiliares ²	KWe	1200 ³
3 Compresión 60-250 bar	Kg/h H ₂	Ver tabla 5.2
4 Almacenamiento 250 bar ³	Kg H ₂	531
5 Celda de combustible y auxiliares	KWe	1300 ⁶
6 Obra civil y terreno	M ²	2.5
7 Ingeniería, Gestión de proyecto, commissioning y puesta en marcha	%	10% ⁴

¹ Incluye el inversor DC/AC

² incluye: "stack", separadores gas, sistema agua, sistema de control, convertidor DC/DC

³ Fuente : (FCHJU, 2017) (Buttler & Spliethoff, 2018) (Schmidt et al., 2017) (Saba et al., 2018)

⁴ Porcentaje sobre el coste total usado en el mercado Colombia

⁵ Fuente: Proyectado desde 1210 USD/KW@2108 (IRENA) con reducción 10% anual

⁶ Fuente: Proyectado de (IEA Agency, 2015)

Para determinar el coste de capital de los equipos de compresión se utilizó la siguiente función de coste extraída del anexo 3 de la referencia (FCHJU, 2017); introduciendo en la función la tasa de 1.13 USD/€ para convertir de euros₂₀₁₇ a dólares.

$$K_c = 339 \times \left(\frac{m}{m_{ref}}\right)^{0.66} \times \left(\frac{P_o}{P_i}\right)^{0.25} \times \left(\frac{P_o}{P_{ref}}\right)^{0.25}$$

Donde: K_c= coste de compresión (USD)

m= flujo masico de hidrógeno (Kg/h) depende del sistema híbrido.

Equivalente al ~ 1/3 flujo nominal del electrolizador para Cumaribo y Acandí. Ver tabla 5.2

m_{ref}=flujo masico referencia 50 (Kg/h)

P_o= presión almacenamiento 250 bar

P_i= presión entrada 60 bar

P_{ref}=Presión entrada referencia 30 bar

Tabla 5.2 cálculo coste compresión		
Poblacion	m (Kg/h)	Kc (USD)
Acandí	70	439,052
Cumaribo	40	303,466
Alto Baudó	5	76,926

Fuente: elaboración propia

En la siguiente tabla 5.3 se presenta el coste de inversión capital de cada uno de los tres sistemas de generación híbridos tipo isla (off grid).

Tabla 5.3 Costes de inversion de capital -Capex			Cumaribo		Acandí		Alto Baudó	
Equipos principales	Parámetro de coste	Costes de Mercado (USD/parámetro)	Capacidad Nominal	Capex (USD)	Capacidad Nominal	Capex (USD)	Capacidad Nominal	Capex (USD)
1 Sistema Paneles fotovoltaicos ¹	KWp	1100	6600	7,260,000	10600	11,660,000	1200	1,320,000
2 Electrolizador y auxiliares ²	KW	1200	2300	2,760,000	4000	4,800,000	400	480,000
3 Compresion 60-250 bar	Kg H2/h	Ver tabla 5.2	40	303,466	70	439,052	5	76,926
4 Almacenamiento 250 bar ³	Kg H2	531	560	297,416	900	477,990	100	53,110
5 Celda de combustible y auxiliares	KW	1300	500	650,000	900	1,170,000	110	143,000
6 Obra civil y terreno	M ²	2.5	36000	90,000	60000	150,000	7000	17,500
7 Ingeniería, Gestion de proyecto, commissioning y puesta en marcha	%	10%		1,262,320		2,077,449		232,282
			Total (USD)	\$ 12,623,203		\$ 20,774,491		\$ 2,322,817

Fuente: elaboración propia

5.2 Costes de operación y mantenimiento

En relación con los costes de operación y mantenimiento OPEX de los sistemas de generación híbrido, la literatura revisada recomienda estimar el coste anual como un porcentaje del CAPEX del equipo a lo largo de su vida útil. En el caso particular de los equipos de electrolisis, y celda de combustible este porcentaje oscila entre el 2 al 5% del CAPEX (Buttler & Spliethoff, 2018).

Para este estudio hemos adoptado los siguientes porcentajes:

- Paneles solares fotovoltaicos: 10 USD/KW por año (IRENA International Renewable Energy Agency, 2020)
- Electrolisis: 5% CAPEX por año (IEA Agency, 2015)
- Celda de combustible: 5% CAPEX por año (IEA Agency, 2015)

Los costes de reemplazo de partes del “stack” tanto para la electrolisis como la celda de combustible se han proyectado a 20 años partiendo de costes tomados de la referencia (FCHJU, 2017) :

- Partes reemplazo electrolisis PEM: 120 USD/KW
- Partes reemplazo celda combustible PEM: 120 USD/KW

La siguiente tabla 5.4 presenta un resumen de los costes de operación y reemplazo de partes.

Tabla 5.4 Costes de operación, mantenimiento (Opex) y reemplazo de partes principales

Item	Parámetro de coste	Cumaribo			Acandí			Alto Baudó		
		Capacidad Nominal (KW)	Opex (USD/año)	Partes ¹ (USD)	Capacidad Nominal (KW)	Opex (USD/año)	Partes ¹ (USD)	Capacidad Nominal (KW)	Opex (USD/año)	Partes ¹ (USD)
Sistema FV	10 USD/KW	6600	66,000	0	10600	106,000	0	1200	12,000	0
Electrolizador	5% Capex	2300	138,000	276,000	4000	240,000	480,000	400	24,000	48,000
Celda combustible	5% Capex	500	32,500	60,000	900	58,500	108,000	110	7,150	13,200
Compresores	5% Capex	na	na ²	15,173	na	na ²	21,953	na	na ²	3,846
Total (USD)			\$ 236,500	\$ 351,173		\$ 404,500	\$ 609,953		\$ 43,150	\$ 65,046

¹ Para electrolisis y celda de combustible se proyectó en 20 años = 120 USD/KW

² Opex de compresores incluido en sistema electrolisis

Fuente: elaboración propia

5.3 Estimación del coste nivelado de energía

El costo nivelado de la energía (LCOE) por definición corresponde al valor presente de los costos de inversión y operación dividido por la energía producida por planta de generación, a una tasa de descuento dada y a lo largo del ciclo de vida útil del activo (Kuckshinrichs & Koj, 2018). Se utiliza principalmente para comparar diferentes alternativas de generación eléctrica.

El análisis se enfocó desde una perspectiva de inversión social a cargo del estado, y no al enfoque clásico de inversión privada, en el cual el promotor privado incluye en su modelo el coste de financiación, depreciación, subvenciones del estado, tasa interna de retorno superior a su coste de capital WACC “Weighted average cost of capital”⁵, y excluye la internalización de los costes ambientales del proyecto.

Para nuestro caso se calculó el LCOE social (Kuckshinrichs & Koj, 2018) como:

$$LCOEs = \frac{\sum_0^n I_0 (CAPEX) + \sum_1^n \frac{(OPEX + Ro + Ca)}{(1 + TDS)^n}}{\sum_1^n \frac{En}{(1 + TDS)^n}}$$

Donde: I₀ (CAPEX)= Inversión inicial capital y costes de decommissioning (USD)

OPEX= costes anuales de operación y mantenimiento (USD)

Ro= Costes por reemplazo de partes de electrolisis y celda combustible (USD)

Ca= Costes ambientales (USD). Se consideran despreciables en la operación del activo.

En= Producción anual de energía (KWh)

TDS= Tasa de descuento social (4% - 5%) < WACC (~ 7.1%)⁶

N= Año al final del ciclo de vida útil activo=25

⁵ WACC=[Cost of equity x % equity] + [cost debt x % debt x (1-tax rate)]

⁶ <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-fitch-valora-propuesta-retribucion-renovables-partir-2020-ya-mejora-visibilidad-20190122112336.html>

De acuerdo con la referencia bibliográfica (Kuckshinrichs & Koj, 2018), la tasa de descuento social es siempre menor que la tasa de descuento de un inversionista privado, en España particularmente, la WACC para nuevas inversiones en energías renovables fijada por el gobierno en 2019 es del 7.1%. Esto implica que nuestra tasa de descuento para estimar el valor presente de los flujos de caja será menor este valor y, por tanto, consideramos que un 4 a 5% podría ser adecuada para los fines de este análisis. Otro aspecto por mencionar es la adopción de un horizonte de tiempo de 25 años que corresponde al ciclo de vida actual de los paneles fotovoltaicos e inversor. Dado que la vida útil del electrolizador y la celda de combustible es de 20 años, se incorporó en el cálculo el coste de las partes de reemplazo del “stack” al final del año 20 para repotenciar ambos equipos, y poderlos utilizar 5 años más hasta el final.

Los costes del “decommissioning” de las plantas de generación se estimaron como un 10% de la inversión inicial y se incluyen en el flujo de caja de costes al final del ciclo de vida útil.

En la tabla 5.5 se presentan los resultados del cálculo de LCOE para los 3 sistemas de generación a diferentes tasas de descuento 4% y 5%. En el anexo 3 se muestran los cálculos detallados.

Tabla 5.5 Precio de la energía a tasas de descuento 4% y 5%

Tasa Descuento Social (%)	Coste nivelado electricidad (USD/KWh)		
	Cumaribo	Acandí	Alto Baudó
4	0.320	0.328	0.396
5	0.345	0.353	0.426

Fuente: Elaboración propia

5.4 Análisis de resultados

Los precios nivelados de la energía eléctrica del sistema de generación híbrido proyectado a 25 años con tasa de descuento social de 4% superan los 32 de centavos de dólar por KWh en todas las poblaciones seleccionadas en el estudio. En Cumaribo y Alto Baudó los precios del sistema renovable son mayores que el precio del KWh diésel. Sin embargo, en Acandí se obtiene un precio de energía renovable menor que el precio del KWh diésel: 0.328 USD/KWh Vs 0.34 USD/KWh.

Si analizamos los precios obtenidos del modelo con tasa de descuento de 5% vemos que el precio mínimo obtenido es de 0.345 USD/KWh, el cual es superior en todas las poblaciones al valor actual de la energía.

Este primer examen de los resultados se completó con un análisis de sensibilidad al precio modificando dos variables dependientes de la ecuación de cálculo de LCOE; dicho, en otros términos,

se estimó cual será el nuevo precio de la electricidad si el CAPEX del proyecto aumenta, y si la producción de energía útil disminuye sobre lo previsto. Dos conceptos que se asimilan con riesgos de proyecto de alta probabilidad de ocurrencia en el sector de la generación de energía.

En las ilustraciones 5.1, 5.2 y 5.3 se presenta el análisis de sensibilidad del precio de la energía renovable para cada población asumiendo dos escenarios de mayor inversión de capital CAPEX: 10% y 20%; y otros dos escenarios con disminución de la producción de electricidad: 5% y 10%. Ambos escenarios se calcularon con tasas de descuento de 4% y 5% para mejor comprensión de los impactos en el precio.

Los nuevos precios obtenidos bajo estos dos escenarios simulados muestran en todas las poblaciones, que la tecnología híbrida solar con celda de combustible aún no es competitiva en Colombia para reemplazar la generación actual con diésel. Se utiliza la palabra aún, en razón a que como se ha mencionado en este estudio, la tecnología fotovoltaica, la electrolisis y la celda de combustible continuarán en un proceso de mejora de eficiencias, catalizadores, materiales, etc., que sumado al efecto de las economías de escala impactarán a la baja los precios de los equipos en el corto mediano plazo.

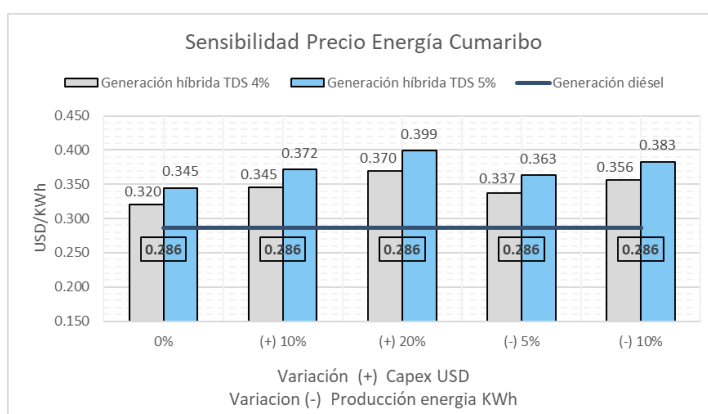


Ilustración 5.1 análisis sensibilidad precio energía Cumaribo
Fuente: elaboración propia

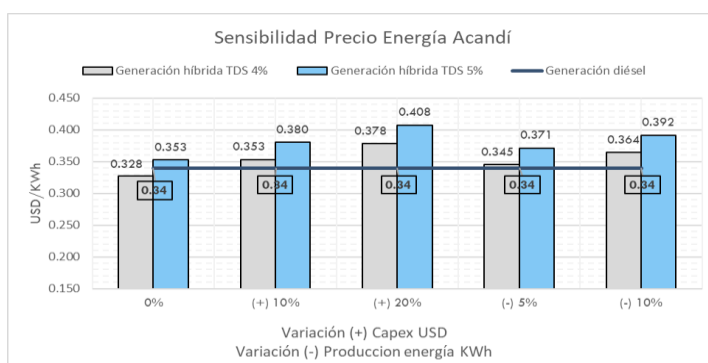


Ilustración 5.2 análisis sensibilidad precio energía Acandí
Fuente: elaboración propia

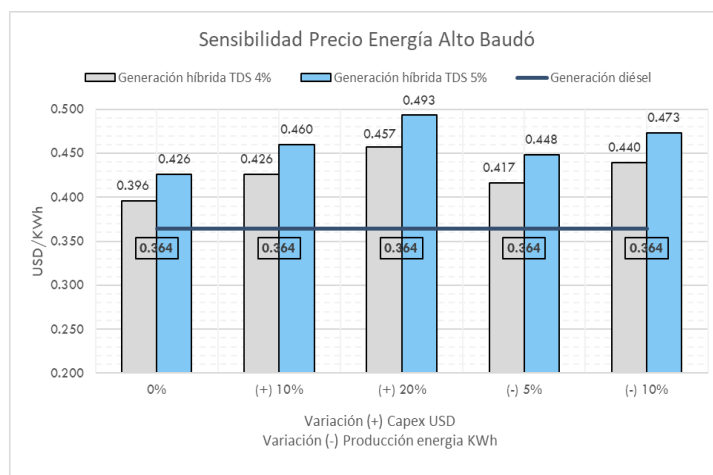


Ilustración 5.3 análisis sensibilidad precio energía Alto Baudó
Fuente: elaboración propia

Nota: No obstante que los precios de la generación híbrida renovable propuesta son mayores que los precios actuales de la energía producida con combustible fósil, no sobra señalar que el coste ambiental de generar con diésel no ha sido considerado en el precio a efectos de comparación. El coste externo o externalidad de emitir gases de efecto invernadero y material particulado debe sumarse al coste técnico de generar electricidad con diésel, en aras de tener equidad en la comparación con la energía renovable. A nivel informativo el cargo por concepto de emisión de CO₂eq al generar con diésel en 2019 se estimó en 0.0537 USD/KWh.⁷ Además todo proyecto de generación renovable le ahorra al gobierno el gasto en subvenciones a los combustibles fósiles por un valor de 0.0026 USD/KWh.

⁷ <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/home.aspx>

6.0 Conclusiones

Los sistemas actuales de generación con energías fósiles en las zonas no interconectadas de Colombia no son sostenibles desde la perspectiva energética, y tienen una no despreciable carga fiscal para el país.

Tecnológicamente es factible implementar sistemas híbridos de generación a partir de paneles fotovoltaicos y celda de combustible para zonas remotas como en el caso estudiado.

De acuerdo con el presente estudio, el sistema de generación híbrido renovable solar fotovoltaico con celda de combustible, siendo una alternativa técnica llamativa, no es económicamente viable en las zonas no interconectadas de Colombia con sus actuales costes de capital.

Los precios nivelados de la energía eléctrica del sistema híbrido solar fotovoltaico e hidrógeno obtenidos en este estudio varían desde 0.32USD/KWh hasta 0.45 USD/KWh en los distintos escenarios modelados con tasa de descuento del 4%, y son superiores de los precios actuales de la generación diésel que van desde los 0.28 USD/KWh hasta 0.36 USD/KWh.

Mas allá de este importante hallazgo, el autor de este TFM considera en razón que los precios de las tecnologías solar fotovoltaica, electrolisis y celda de combustible han venido cayendo en los últimos 15 años, y se espera sigan bajando en las tres próximas décadas como parte de una estrategia política y ambiental de incorporar más energías renovables en los distintos sectores de la economía con el fin de alcanzar los objetivos del Acuerdo de París-2015; que en el medio plazo debe evaluarse nuevamente la factibilidad económica de implementar esta tecnología en las poblaciones del país que aún no tengan acceso a la energía de la red (SIN).

Colombia tiene el compromiso de dar acceso al 100% de su población a “energía asequible y no contaminante” - ODS No 7- a finales de 2030. Queda una década por delante y tenemos poco menos del 2% de la población que no tiene un servicio eléctrico adecuado para satisfacer sus necesidades básicas. Es imperativo en las ZNI buscar fuentes alternas de generación de energía más económicas y no contaminantes; las energías renovables son el camino para traer bienestar y prosperidad a estas regiones, y con la ventaja de ser sostenibles ambientalmente.

Desarrollar este trabajo de fin de máster me ha permitido adquirir nuevo conocimiento en la tecnología solar fotovoltaica, electrolisis y celda de combustible que espero usar en la práctica profesional de los próximos años.

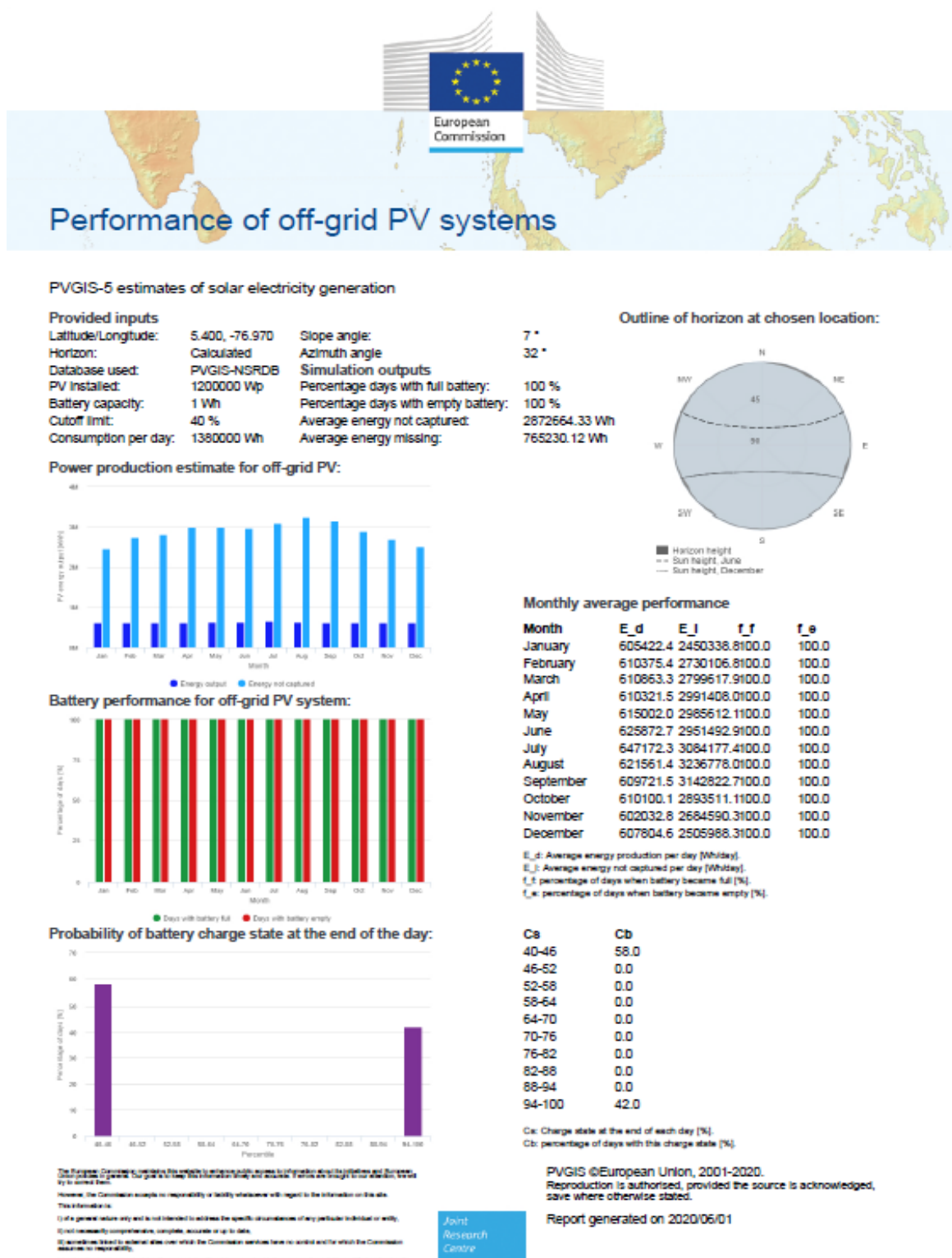
7.0 Bibliografía

- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(February 2017), 2440–2454.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
- DOE. (2009). DOE Hydrogen and Fuel Cells Program: Hydrogen Storage. *U.S Department Of Energy*, 25, 6. <http://www.hydrogen.energy.gov/storage.html>
- El TIEMPO. (n.d.). *Los poblados que aún no tienen energía eléctrica en Colombia - Otras Ciudades - Colombia - ELTIEMPO.COM*. Retrieved April 14, 2020, from
<https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-poblados-que-aun-no-tienen-energia-electrica-en-colombia-324980>
- FCHJU. (2017). *Early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications, Final Report, Fuel cells and hydrogen joint undertaking, P2H-BC/4NT/0550274/000/03, 2017* (Issue June).
- Ghenai, C., Salameh, T., & Merabet, A. (2020). Technico-economic analysis of off grid solar PV/Fuel cell energy system for residential community in desert region. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(20), 11460–11470. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.110>
- Hall, J. L. (1987). Cell components. In *Phytochemistry* (Vol. 26, Issue 4).
[https://doi.org/10.1016/S0031-9422\(00\)82398-5](https://doi.org/10.1016/S0031-9422(00)82398-5)
- IEA Agency, I. E. (2015). TECHNOLOGY ROADMAP. In *SpringerReference*. Springer-Verlag.
https://doi.org/10.1007/SpringerReference_7300
- IPSE. (2019). *Informe telemetría mensual de diciembre 2019*.
- IRENA International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*.
- Kuckshinrichs, W., & Koj, J. C. (2018). Levelized cost of energy from private and social perspectives: The case of improved alkaline water electrolysis. *Journal of Cleaner Production*, 203, 619–632.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.232>
- Luta, D. N., & Raji, A. K. (2019). Energy Management System for a Renewable. *2019 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, 20–24.

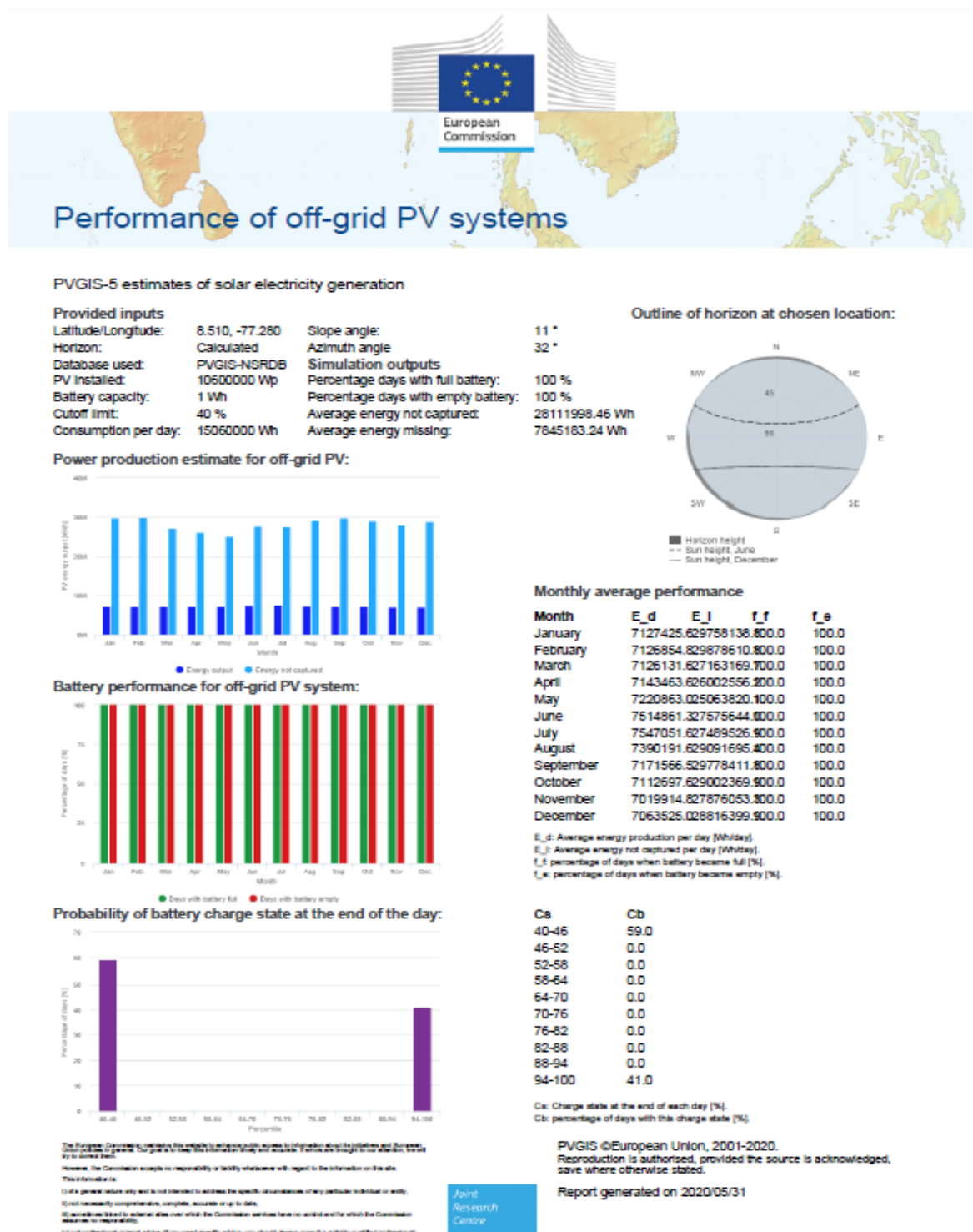
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(3), 1209–1223. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>
- Scamman, D., Bustamante, H., Hallett, S., & Newborough, M. (2014). Off-grid solar-hydrogen generation by passive electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(35), 19855–19868. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.021>
- Schmidt, O., Gambhir, A., & Staffell, I. (2017). - Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *Elsevier*, 5–6.
- Siemens. (2015). *Using hydrogen : Powering ahead into the future*.
- Siemens AG. (2016). *SINAVY PEM Fuel Cell for Submarines*.
<http://www.industry.usa.siemens.com/verticals/us/en/marine-shipbuilding/brochures/Documents/SINAVY-PEM-Fuel-Cell-en.pdf>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios [SSPD]. (2019). *Zonas No Interconectadas – Zni: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2018*.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_7122018.pdf

8.0 Anexos

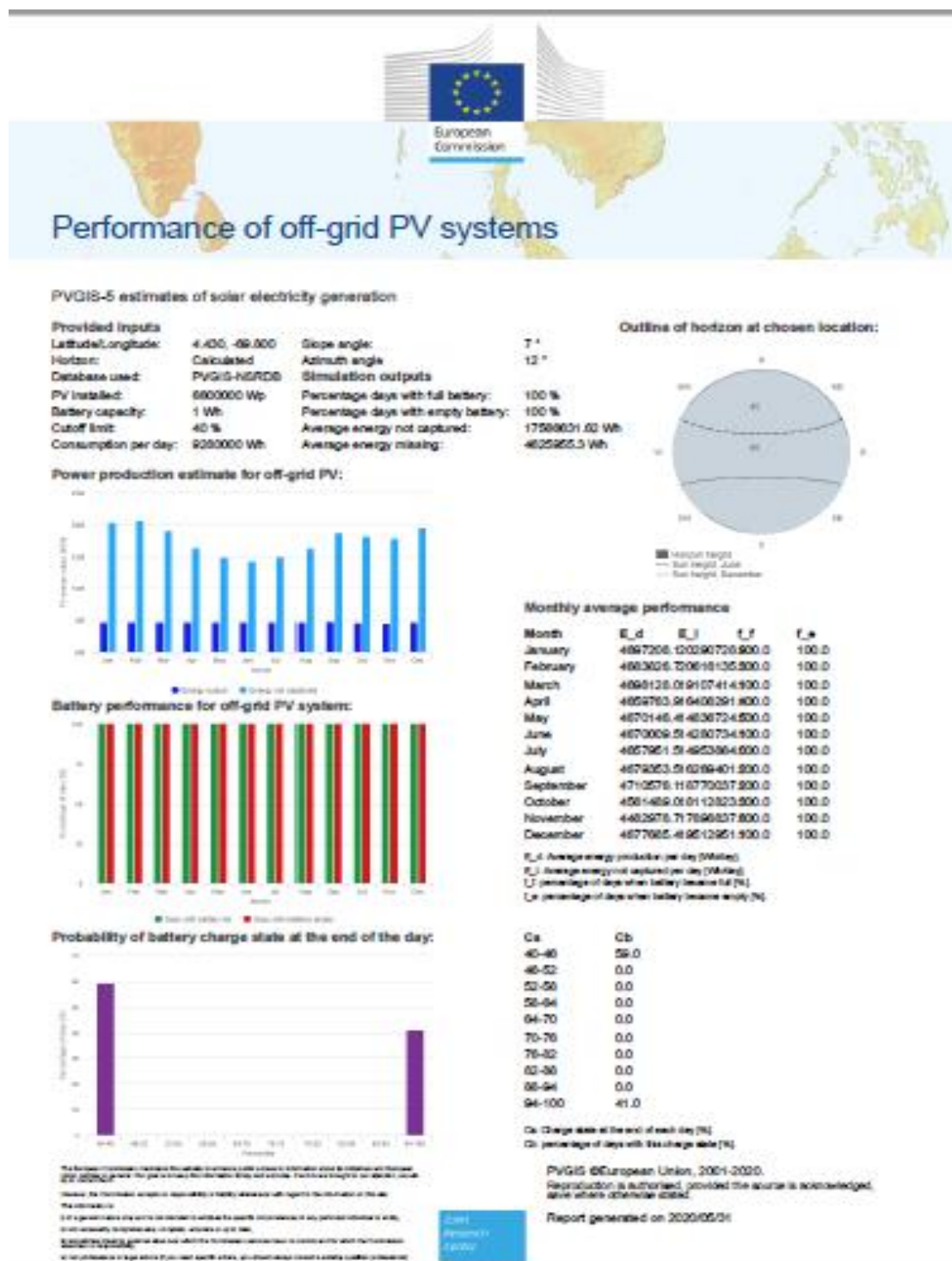
Anexo 1.1 Desempeño sistema fotovoltaico Alto Baudó



Anexo 1.2 Desempeño sistema fotovoltaico Acandí



Anexo 1.3 Desempeño sistema fotovoltaico Cumaribo



Anexo 2.1 Balance de energía: producción-consumo Cumaribo

Demanda Energía (Kwh)				
Hora	Potencia(Kw)	Día	Mes	Año
0	315	330	10038	120450
1	305	310	9429	113150
2	295	300	9125	109500
3	275	285	8669	104025
4	255	265	8060	96725
5	230	243	7376	88513
6	265	248	7528	90338
7	325	295	8973	107675
8	385	355	10798	129575
9	405	395	12015	144175
10	420	413	12547	150563
11	450	435	13231	158775
12	430	440	13383	160600
13	455	443	13459	161513
14	460	458	13916	166988
15	465	463	14068	168813
16	445	455	13840	166075
17	480	463	14068	168813
18	510	495	15056	180675
19	500	505	15360	184325
20	465	483	14676	176113
21	420	443	13459	161513
22	380	400	12167	146000
23	345	363	11026	132313
Total		9,280	282,267	3,387,200

ESCENARIO PLANTA FOTOVOLTAICA DE 6600 KWp					
Produccion de energía FV (KWh)			Participación de la fuente en la demanda (KWh/mes)		
Mes	Energía Fotovoltaica directa a red (KWh/mes)	Energía Fotovoltaica disponible Electrolisis (KWh/mes)	Energía suplida por fotovoltaica (KWh/mes)	Energía suplida por celda combustible (KWh/mes)	Hidrógeno producido para cumplir demanda (Kg/mes)
Enero	142,873	617,176	142,873	139,393	8,371
Febrero	142,466	627,074	142,466	139,800	8,395
Marzo	142,901	581,184	142,901	139,365	8,369
Abril	141,734	499,086	141,734	140,532	8,439
Mayo	142,050	451,284	142,050	140,216	8,420
Junio	142,046	434,372	142,046	140,221	8,420
Julio	141,679	454,847	141,679	140,587	8,442
Agosto	142,330	494,861	142,330	139,936	8,403
Septiembre	143,280	570,922	143,280	138,987	8,346
Octubre	138,745	550,932	138,745	143,521	8,619
Noviembre	136,357	544,423	136,357	145,909	8,762
Diciembre	142,280	593,519	142,280	139,987	8,406
Total	1,698,744	6,419,679	1,698,744	1,688,456	101,394
Total produccion solar año	8,118,423		3,387,200		Total demanda
Productividad (horas)	1230				
Factor Capacidad sistema Fv	14.04%				

Anexo 2.2 Balance de energía: producción-consumo Acandí

Demanda Energia (Kwh)				
Hora	Potencia(Kw)	Dia	Mes	Año
0	715	738	22432	269188
1	700	708	21520	258238
2	660	680	20683	248200
3	300	480	14600	175200
4	150	225	6844	82125
5	120	135	4106	49275
6	170	145	4410	52925
7	450	310	9429	113150
8	500	475	14448	173375
9	550	525	15969	191625
10	600	575	17490	209875
11	640	620	18858	226300
12	710	675	20531	246375
13	760	735	22356	268275
14	780	770	23421	281050
15	760	770	23421	281050
16	710	735	22356	268275
17	750	730	22204	266450
18	825	788	23953	287438
19	860	843	25626	307513
20	900	880	26767	321200
21	860	880	26767	321200
22	830	845	25702	308425
23	760	795	24181	290175
Total		15,060	458,075	5,496,900

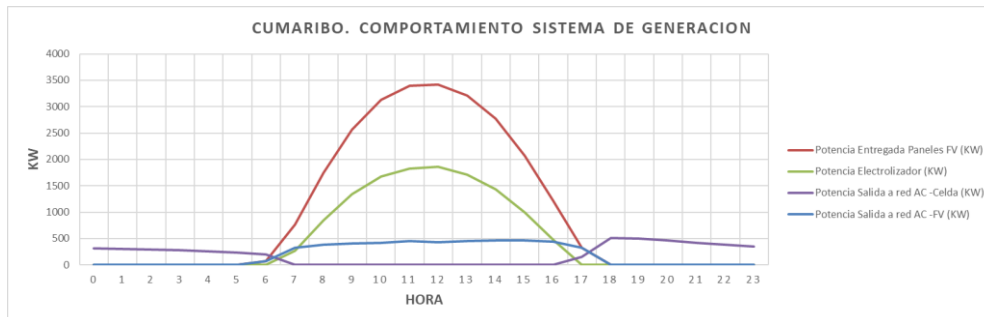
ESCENARIO PLANTA FOTOVOLTAICA DE 10600 KWp					
Produccion de energía FV (KWh)			Participación de la fuente en la demanda (KWh/mes)		
Mes	Energia Fotovoltaica directa a red (KWh/mes)	Energia Fotovoltaica disponible Electrolisis (KWh/mes)	Energia suplida por fotovoltaica (KWh/mes)	Energia suplida por celda combustible (KWh/mes)	Hidrógeno producido para cumplir demanda (Kg/mes)
Enero	216,793	905,143	216,793	241,282	14,489
Febrero	216,775	908,808	216,775	241,300	14,490
Marzo	216,753	826,213	216,753	241,322	14,492
Abril	217,280	790,911	217,280	240,795	14,460
Mayo	219,635	762,358	219,635	238,440	14,319
Junio	228,577	838,759	228,577	229,498	13,782
Julio	229,556	836,140	229,556	228,519	13,723
Agosto	224,785	884,872	224,785	233,290	14,009
Septiembre	218,135	905,760	218,135	239,940	14,409
Octubre	216,345	882,155	216,345	241,730	14,516
Noviembre	213,522	847,897	213,522	244,553	14,686
Diciembre	214,849	876,499	214,849	243,226	14,606
Total	2,633,005	10,265,515	2,633,005	2,863,895	171,980
Total produccion solar año	12,898,520		5,496,900		Total demanda
Productividad (horas)	1217				
Factor Capacidad sistema Fv	13.9%				

Anexo 2.3 Balance de energía: producción-consumo Alto Baudó

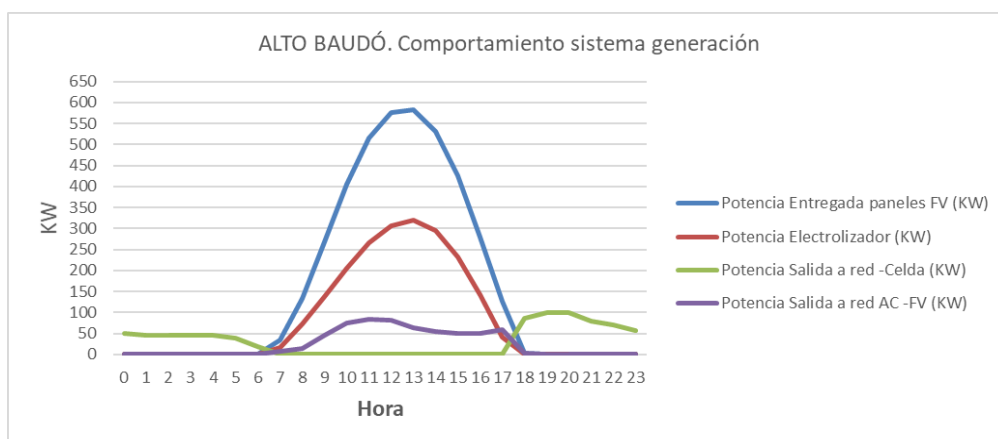
Demanda Energia (Kwh)				
Hora	Potencia(Kw)	Dia	Mes	Año
0	50	54	1643	19710
1	47	49	1475	17703
2	45	46	1399	16790
3	45	45	1369	16425
4	47	46	1399	16790
5	40	44	1323	15878
6	20	30	913	10950
7	7	14	411	4928
8	15	11	335	4015
9	45	30	913	10950
10	75	60	1825	21900
11	85	80	2433	29200
12	82	84	2540	30478
13	65	74	2236	26828
14	55	60	1825	21900
15	50	53	1597	19163
16	50	50	1521	18250
17	60	55	1673	20075
18	90	75	2281	27375
19	100	95	2890	34675
20	99	100	3026	36318
21	80	90	2722	32668
22	70	75	2281	27375
23	58	64	1947	23360
		1,380	41,975	503,700

ESCENARIO PLANTA FOTOVOLTAICA 1200 KWp					
Mes	Energia Fotovoltaica directa a red (KWh/mes)	Energia Fotovoltaica disponible Electrolisis (KWh/mes)	Energia suplida por fotovoltaica (KWh/mes)	Energia suplida por celda combustible (KWh/mes)	Hidrógeno producido para cumplir demanda (Kg/mes)
Enero	18,415	74,531	18,415	23,560	1,415
Febrero	18,566	83,041	18,566	23,409	1,406
Marzo	18,580	85,155	18,580	23,395	1,405
Abril	18,564	90,989	18,564	23,411	1,406
Mayo	18,706	90,812	18,706	23,269	1,397
Junio	19,037	89,775	19,037	22,938	1,377
Julio	19,685	93,810	19,685	22,290	1,339
Agosto	18,906	98,452	18,906	23,069	1,385
Septiembre	18,546	95,594	18,546	23,429	1,407
Octubre	18,557	88,011	18,557	23,418	1,406
Noviembre	18,312	81,656	18,312	23,663	1,421
Diciembre	18,487	76,224	18,487	23,488	1,410
Total	224,361	1,048,050	224,361	279,339	16,775
Total produccion solar año	1,272,411		503,700		Total demanda
Productividad (horas)	1060				
Factor Capacidad sistema Fv	12.1%				

Anexo 2.4 Graficas de desempeño del sistema de generación



Funcionamiento ideal del sistema de generación FV y celda de combustible + electrolizador en un día típico.



Funcionamiento ideal del sistema de generación FV y celda de combustible + electrolizador en un día típico

Anexo 3.1 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Cumaribo

Evaluación financiera del costo nivelado de la energía LCOE sistemas híbrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Cumaribo

Factor sans Capex	0.0%																											
Tasa descuento social	4.0%																											
CAPEX Y OPEX (KUSD)																												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Inversión	\$	12,623.2																										
Decommissioning																												
Coste operación			\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5	\$	236.5
Coste energía																												
FLUID CAJA NETO			\$12,623.2	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$1,498.8	
VPN Inversión y costes operación (KUSD)			\$16,952																									
Factor sans energía	0.0%																											
Energía final entregada a la red (KWh)																												
Energía útil red (kWh)		3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	
Energía consumida (kWh)	0	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	
VPN Energía útil (kWh)		\$2,915,089																										
LCOE Energía (USD/KWh)		\$0.320																										
LCOE(SCo)/KWh)		1073	Tasa: SCoI 3350/USD																									

Caso Base: Cálculo con TDS 4%

Evaluación financiera del costo nivelado de la energía LCOE sistemas híbrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Cumaribo

Factor sans Capex	0.0%																										
Tasa descuento social	5.0%																										
CAPEX Y OPEX (KUSD)																											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Inversion	\$	22,623.2																									
Decommissioning																											\$ 1,262.3
Coste operación	\$		\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5	\$ 236.5
Coste reemplazo																											\$ 851.2
FLUID CAJA NETO	\$12,623.2	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$887.7	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$236.5	\$1,498.8
VPN Inversion y costes operación (KUSD)	\$16,462																										
Factor sans energía	0.0%	Energía final entregada a la red (KWh)																									
Energía útil red (kWh)		3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200
Energía consumida (kWh)	0	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200	3,387,200
VPN Energía útil (kWh)	47,739,009																										
LCOE Energía (USD/KWh)	\$0.345																										
LCOE(SCo)/KWh	1055	Tasa: SCoI 3350/USD																									

Caso Base: Cálculo con TDS 5%

Anexo 3.2 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Acandí

Evaluacion financiera del costo nivelado de la energia LCOE sistemas hibrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Acandí

Caso Acandi																											
Factor sans Capex	0.0%																										
Tasa descuento social	4.0%																										
CAPEX Y OPEX (KUSD)																											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Inversion	\$ 20,774																										\$ 2,077.4
Decomisioning																											
Coste operacion	\$		\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 2,077.4
Costo reemplazo																											\$ 610.0
FLUID CAA NETO	\$20,774	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$1,014.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$2,481.9
VPN Inversion y costes operacion (KUSD)	\$28,151																										
Energia final entregada a la red (KWh)																											
Factor sans, energia	0.0%																										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Energia del red (kwh)		5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	
Energia consumida (kwh)	0	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	
VPN Energia del (kwh)	85,873,011																										
LCOE Energia (USD/kWh)	\$0.528																										
LCOE(SCA/kWh)	100%																										
	Tasa SCA 3350/USD																										

Caso Base: Cálculo con TDS 4%

Evaluacion financiera del costo nivelado de la energia LCOE sistemas hibrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Acandí

Factor sans Capex	0.0%																									
Tasa descuento social	5.0%																									
	CAPEX Y OPEX (KUSD)																									
Inversion	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Decomisioning	\$ 26,274																									\$ 2,077.4
Coste operacion		\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5	\$ 404.5
Coste reemplazo																										
FLUID CAA NETO	\$26,774	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$1,014.9	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$404.5	\$2,481.9
VPN Inversion y costes operacion (KUSD)	\$27,319																									
Factor sans, energia	0.0%																									
	Energia final entregada a la red (KWh)																									
Energia del red (kwh)	0	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900
Energia consumida (kwh)	0	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900	5,496,900
VPN Energia del (kwh)	\$7,473,004																									
LCOE Energia (USD/kWh)	\$0.553																									
LCOE(SCA/kWh)	118%	Tasa: SCA 3350/USD																								

Caso Base: Cálculo con TDS 5%

Anexo 3.3 Calculo del precio nivelado de electricidad LCOE Alto Baudó

Evaluación financiera del costo nivelado de la energía LCOE sistemas híbrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Alto Baudó

Caso AITU Sabido																												
Factor sans Capex	0.0%																											
Tasa descuento social	4.0%																											
			CAPEX Y OPEX (KUSD)																									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Inversión	\$	2,233																							\$	232.3		
Descomisioning																												
Coste operación	\$		\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2	\$	43.2
Coste reemplazo																									\$	65.0		
FLUID CAIR NETO	\$2,323	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$109.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$275.4	
VPN Inversión y costes operación (KUSD)	\$3,114																											
Factor sans energía	0.0%																											
			Energía final entregada a la red (KWh)																									
Energía del red (kWh)			\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	
Energía consumida (kWh)	0	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	
VPN Energía del (kWh)	7,808,842																											
LCOE Energía (\$USD/KWh)	\$0.396																											
LCOE(\$Cai/KWh)	330																											
		Tasa: SCai 3350/USD																										

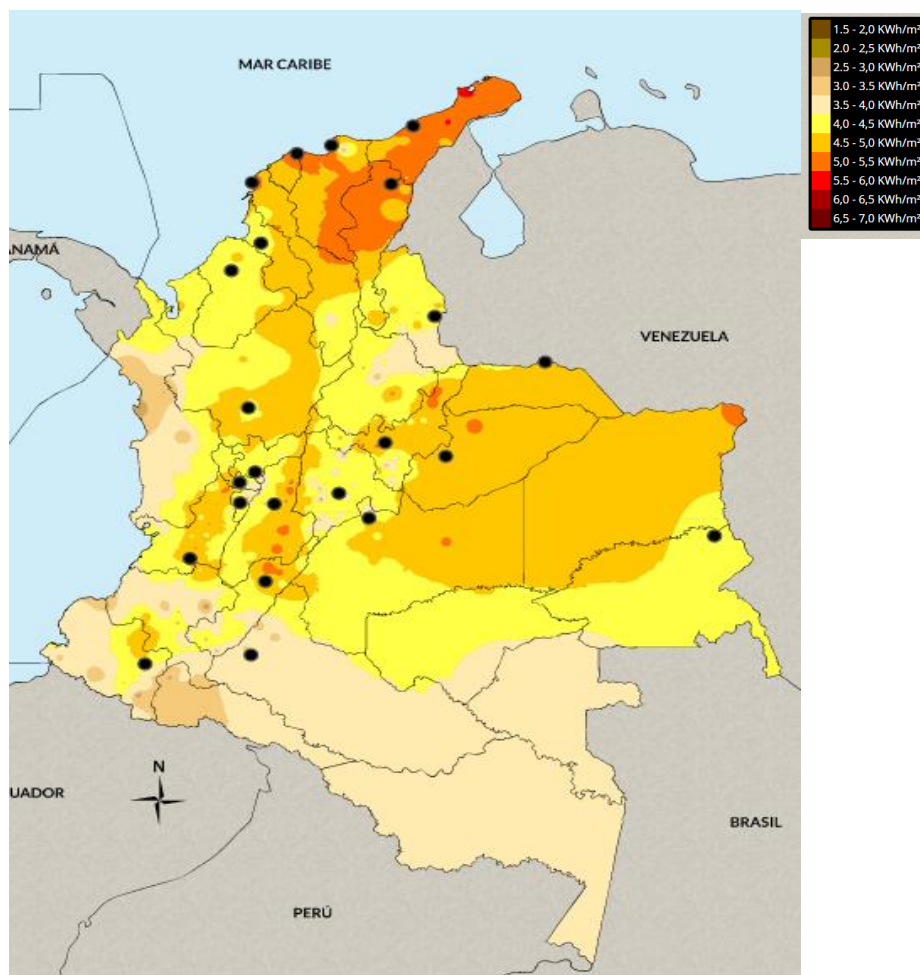
Caso Base: Cálculo con TDS 4%

Evaluación financiera del costo nivelado de la energía LCOE sistemas híbrido FV y Celda de combustible- 25 años
Caso Alto Baudó

Caso Alto Sauro																											
Factor sans Capex	0.0%																										
Tasa descuento social	5.0%																										
CAPEX Y OPEX (KUSD)																											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Inversión	\$ 2,352																									\$ 232.3	
Descomisioning																											
Coste operación		\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	\$ 43.2	
Coste reemplazo																											
FLUID CAIR NETO	\$2,352	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$43.2	\$275.4	
VPN Inversión y costes operación (KUSD)	\$3,024																										
Factor sans energía																											
0.0%																											
Energía final entregada a la red (KWh)																											
Energía del red (kwh)	0	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	
Energía consumida (kwh)	0	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	\$03,700	
VPN Energía del (kwh)	7,099,120																										
LCOE Energía (\$USD/KWh)	\$0.426																										
LCOE(\$Cai/KWh)	347																										
Tasa: SCai 3350/USD																											

Caso Base: Cálculo con TDS 5%

Anexo 4.0 Mapa de irradiancia de Colombia



Fuente IDEAM: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

9.0 Abstract

In Colombia, about one million people do not have access to energy from the national interconnected system. These people live distributed in more than 1800 settlements or communities that are spread throughout the country, within areas called Non-interconnected Areas (ZNI). The vast majority live on the pacific coast, in rural areas with access to electricity based on off-grid fossil energy systems. These systems are expensive and produce greenhouse gases and air pollutants.

This study "TFM" has a foundation in the United Nations-SDGs- Sustainable Development Goals, target number seven "Affordable and clean energy", and the current national plan of development of the Colombia government (PND_2018-2022). People living in ZNI need secure and affordable energy to break the energy poverty cycle that has held back socio-economic progress.

Renewable energies have proved to be a way to provide secure and affordable electricity access. Renewable technologies have been progressing from the last decade leading a decrease in capital and operation costs.

The purpose of this study is to evaluate the technical and economic feasibility of replacing current autonomous generation systems with fossil fuels with a hybrid solar photovoltaic and fuel cell renewable generation system, in three selected towns of ZNI areas.

TFM focuses on designing the main equipment of the hybrid generation system, estimates its capital and operation costs, then evaluates the leveled cost of electricity on each town. Finally, makes comparing the price of renewable electricity against the current costs of diesel fuel-based systems.

The estimated average electricity price of 0.38 USD/Kwh coming from the proposed hybrid system is not yet economically competitive compared to the average 0.32 USD/Kwh of fossil fuel generation. It is recommendable to make a new evaluation of the cost of capital of these technologies in the medium term. Its expected improvements in materials, efficiencies in the next coming years will generate expectations for the implementation of this type of renewable and sustainable energy in the non-interconnected areas- ZNI of Colombia.

Palabras clave: Generación híbrida, Tipo isla, Solar fotovoltaica, Celda combustible, Colombia_ZNI

Keywords: Hybrid power generation, Off-grid, Solar photovoltaic, Fuel cell, Colombia_ZNI